

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МАРКЕРОВ НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

Н.Д. Булчаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.А.Кожина
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

подпись, дата

Е.В. Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работ

Студентке Кожиновой Анне Александровне

Группа ЗНБ12-04. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Исследования горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных маркеров на примере Ванкорского месторождения»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Н.Д. Булчаев, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения;
3. Исследования и постоянный мониторинг работы горизонтальных скважин;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Булчаев Н.Д.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Кожинова А.А.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Исследования горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных маркеров на примере Ванкорского месторождения» содержит 74 страницы текстового документа, 24 рисунков, 10 таблиц, 26 использованных источников.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, ПРОМЫСЛОВО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОФИЛЬ ПРИТОКА, ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ, РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, БАЙПАСНЫЕ СИСТЕМЫ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ИНДИКАТОРЫ ПРИТОКА.

Объектом исследования являются особенности эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

Целью настоящих исследований являлся анализ методов проведения исследований в горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения.

В процессе работы проводились поисковые исследования по новым методам исследований и возможностям доставки приборов в горизонтальные скважины.

В работе предложены новые методы исследования горизонтальных добывающих скважин с помощью интеллектуальных маркеров притока установленных на элементах заканчивания.. Данное решение позволят добывающей компании перейти от исследований горизонтальных скважин к постоянному мониторингу, что несомненно приведет к повышению эффективности разработки месторождения.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. Геолого-физическая характеристика Ванкорского нефтегазового месторождения	7
1.1 Общие сведения о месторождении	7
1.2 Природно-климатические условия района месторождения	10
1.3 Геологическое строение месторождения	13
1.4 Нефтегазоносность	16
1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях	18
1.6 Сведения о запасах углеводородов	20
2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения	23
2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII	24
2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-I.....	28
2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV	31
2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной).....	35
2.5 Объект Дл-I-III	35
3. Исследования и постоянный мониторинг работы горизонтальных скважин...	37
3.1 Промыслово-геофизические исследования.....	37
3.2 Использование байпасных систем для промыслово-геофизических исследований	49
3.3 Исследования горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных маркеров.....	54
4. Безопасность и экологичность.....	60
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	60

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	61
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	62
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	65
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	66
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	68
4.7 Экологичность проекта	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	73

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время горизонтальные скважины бурятся во всех нефтедобывающих странах мира. В России бурение новых горизонтальных скважин скоро достигнет величины 30-40% всего фонда бурения новых скважин.

На Ванкорском месторождении работает 407 добывающих скважин, из них 383 – горизонтальные.

В связи с бурным ростом бурения скважин с горизонтальным стволом и высокой экономической эффективностью их использования встают такие крупномасштабные задачи, как создание системы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами, совершенствование технологии добычи нефти горизонтальными скважинами, а также проведение исследований горизонтальными скважинами.

В отличие от исследования вертикальных скважин проблема исследований горизонтальных скважин связана с вопросом доставки приборов в скважины, качеством данных приборов и интерпретацией данных.

Данная работа выполнена с использованием научно-технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

Целью настоящих исследований являлся анализ методов проведения исследований в горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения и поиск новых методов исследования горизонтальных скважин.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хеть возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

1.2 Природно-климатические условия района месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 оС. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 оС, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 оС. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август -

сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.) (Рисунок 1.2). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня).

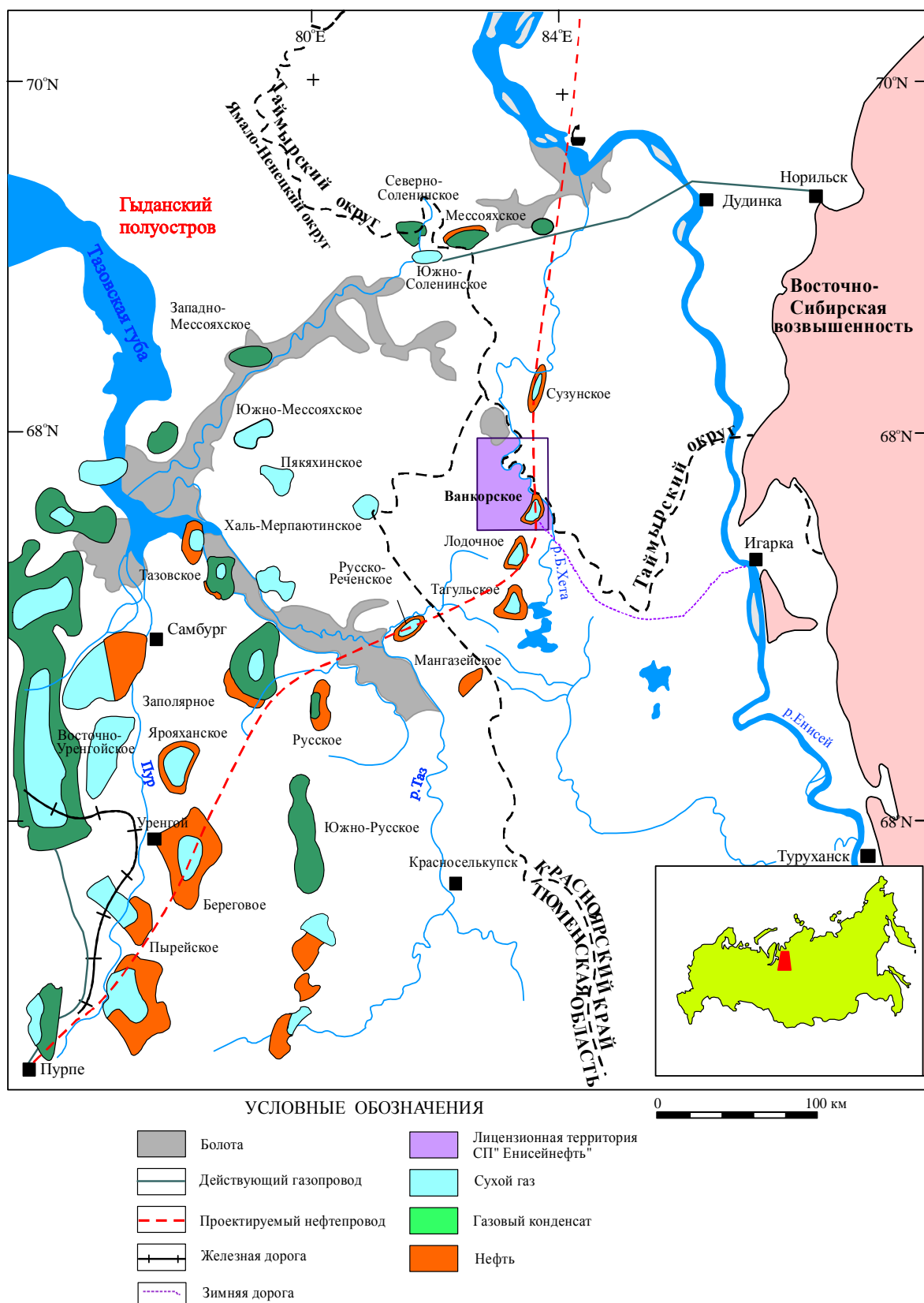


Рисунок 1.2 - Обзорная карта района месторождения

1.3 Геологическое строение месторождения

Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

Нижнехетская свита (K1br-v1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт IД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K1v1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализуются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.

Алевриты серые и темно-серые, плотные, песчаные. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелице под обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K1br-a1), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчаная, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K1a1-a13) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевритов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевриты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, наоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K1al3-K2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевролитами. Основной состав свиты – алевролиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевролиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

1.4 Нефтегазоносность

Нефтегазопроодуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд- IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/0,66	0,60 /	0,30 /	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	250	51	26	480	40	20	240

1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в Таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
$\text{м}^3/\text{м}^3$	58,3	186,7	188,8	-
$\text{м}^3/\text{т}$	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$, $\text{г}/\text{см}^3$				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20°C , $\text{г}/\text{см}^3$	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 $\text{кг}/\text{м}^3$. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77 % объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°C – 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °C. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³. Технологический шифр нефти - IT1П2.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми

углеводородами (C_{6+} – 1,45 %), чем газ пласта НХ-III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относиться к хлоридно-кальциевому типу. При закачки в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

1.6 Сведения о запасах углеводородов

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2013 года составляли 1 090 772 тыс. т. Извлекаемые 476 011 тыс. т. (Таблица 1.3) Литолого – стратиграфический разрез представлен на Рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Оценка запасов Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (А+В+С ₁)		Добыча нефти		% выработки запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (А+В+С ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	К ₁ / Як 1							1 880
	К ₁ / Як 2							4 284
	К ₁ / Як 3-7	621 559	287 160	12 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	К ₁ / Сд 9	5 349	1 728	0	5	0,21	1 723	579
	К ₁ / Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	К ₁ / Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090772	476 011	18 311	55 632	13,13	410 379	23 044

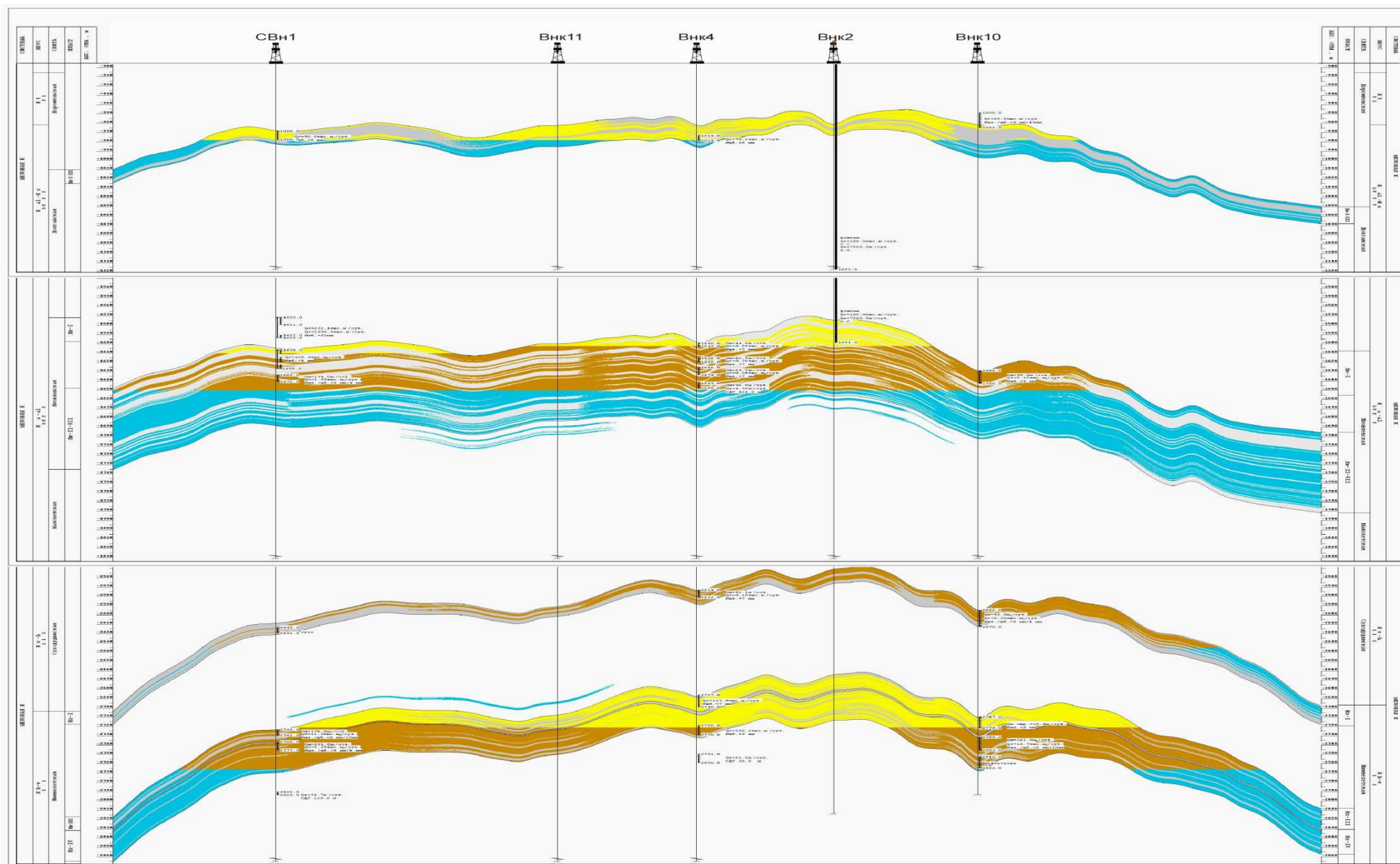


Рисунок 1.3 – Литолого - стратиграфический разрез

2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Основными эксплуатационными объектами Ванкорского месторождения являются: Дл-I-III (газ), Як-III-VII (нефть), Сд-IX (нефть), Нх-I (нефть) и Нх-III-VII (нефть и конденсат).

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ванкорском месторождении пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-III-VII, 82 скважины на Нх-III-IV, 41 скважина – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 172 – нагнетательных (81–Як-III-VII, 54–Нх-III-IV, 37 - Нх-I) и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 92%.

В добывающем фонде находится 400 скважин, из них 380 действующих, бездействующих 5, наблюдательных 14, 1 ликвидированная. Из 380 скважин действующего добывающего фонда 25 работают фонтаном, 355 оборудованы ЭЦН.

В нагнетательном фонде 174 скважины, из них 128 действующих, наблюдательных 1, в отработке на нефть 45.

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

В бездействующем и ликвидированном фондах находится 6 скважин или менее 1% от пробуренного фонда.

По состоянию на 01.01.2015 г. в целом по месторождению накопленная добыча нефти составляет 91 924 тыс.т, жидкости – 133 601 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовых шапок – 15 314 млн.м³, свободного газа – 2 410 млн.м³.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 104 723 тыс.м³.

Максимальный уровень добычи нефти в целом по месторождению был достигнут в 2014 г.

За 2014 г. добыча нефти составила 21 517 тыс.т, жидкости – 40 851 тыс.т, конденсата – 490 тыс.т, свободного газа 768 млн.м3, газа газовых шапок – 4 773 млн.м3.

Среднегодовой дебит нефти – 174,4 т/сут, жидкости – 331,1 т/сут (при обводненности продукции – 50%).

В настоящее время в разработке из 8 выделенных объектов находятся 5 объектов: Дл-I-III, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV.

2.1 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Як-III-VII

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 311 скважин, в т.ч. добывающих 230, нагнетательных 81.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 94%.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 61 926 тыс.т, жидкости – 95 672 тыс.т, газа газовой шапки – 8 674 млн.м3.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 20,6% при текущей обводненности – 51,7%. При этом текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 61,9%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015 г. составила 80 818 тыс.м3, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 51%.

Текущее пластовое давление равно 13 МПа при начальном пластовом давлении 15,9 МПа и давлении насыщения – 15,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 14 425 тыс.т, жидкости – 29869 тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м3.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

Схема размещения скважин – в южной и центральной частях залежи предусматривается совмещенная блочно-квадратная и трехрядная сетки горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м и длиной горизонтального участка добывающих скважин 1000 м; по северной части залежи происходит уплотнение ячейки до 1400 м при длине ствола 700 м. Внутри блока и на стыках блоков размещены скважины уплотнения (Рисунок 2.1).

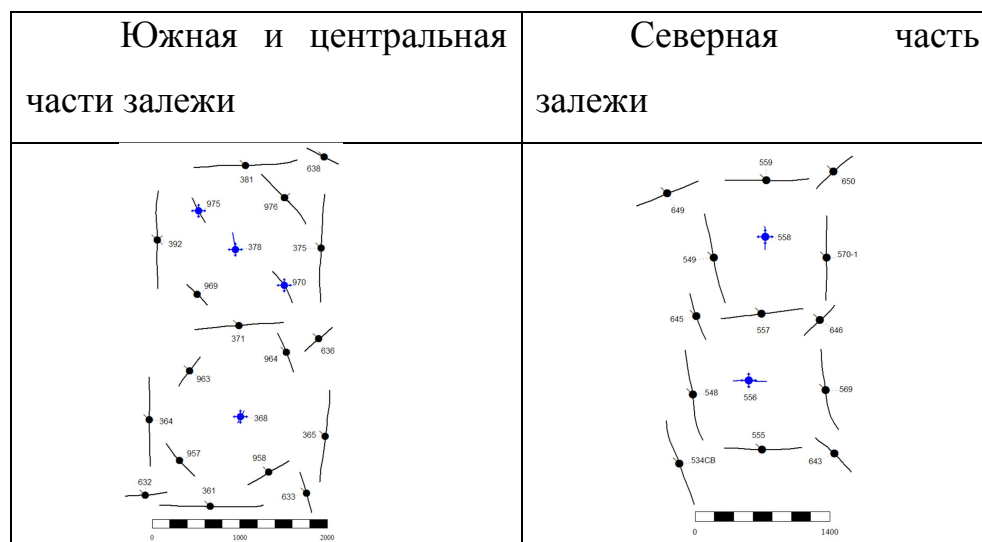


Рисунок 2.1 - Схема размещения скважин пласта Як-III-VII

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности.

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (Рисунок 2.2 и Рисунок 2.3).

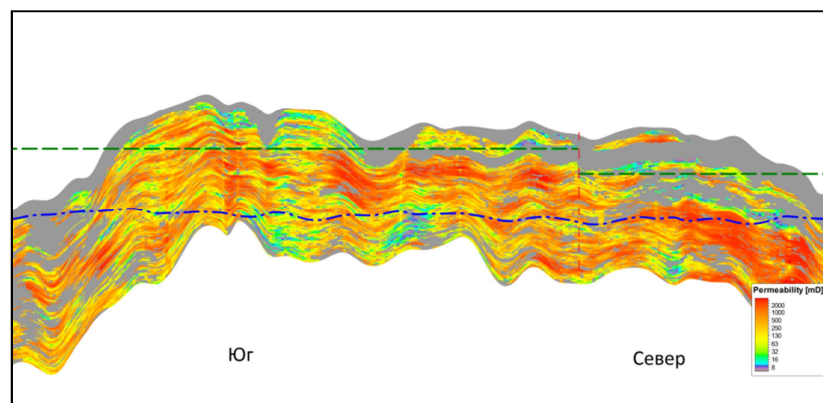


Рисунок 2.2 - Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта Як-III-VII

Для более эффективной разработки северной части залежи было выполнено уплотнение блочно-квадратной сетки скважин до 700 м с сопутствующим снижением длины горизонтальной секции. Уплотнение сетки позволило вовлечь в разработку большее количество несвязанных линз.

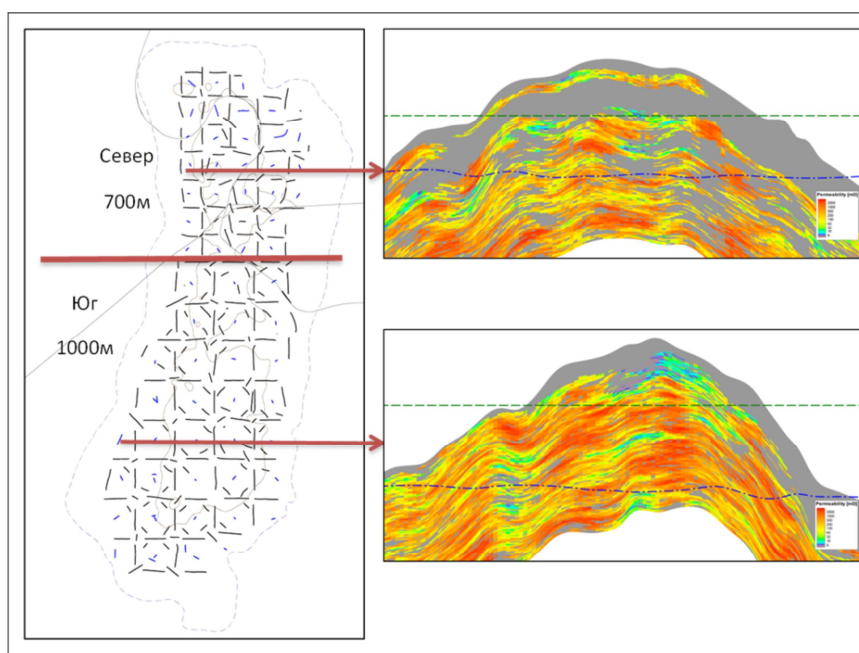


Рисунок 2.3 - Особенности распределения литологии и выделение двух зон пласта Як-III-VII

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Газонапорный режим (расширение ГШ) – заметное влияние оказывал только в начале разработки, до формирования системы ППД, на данный момент влияние невелико;

Упругий водонапорный режим – оказывает заметную поддержку пластового давления за счет больших объемов воды в аквифере;

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий наибольший вклад в процесс разработки, на данный момент составляет 55 % от всей энергии пласта;

Режим растворенного газа – по причине заметного снижения пластового давления ниже давления насыщения составляет вторую по величине долю пластовой энергии.

На Рисунке 2.4 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

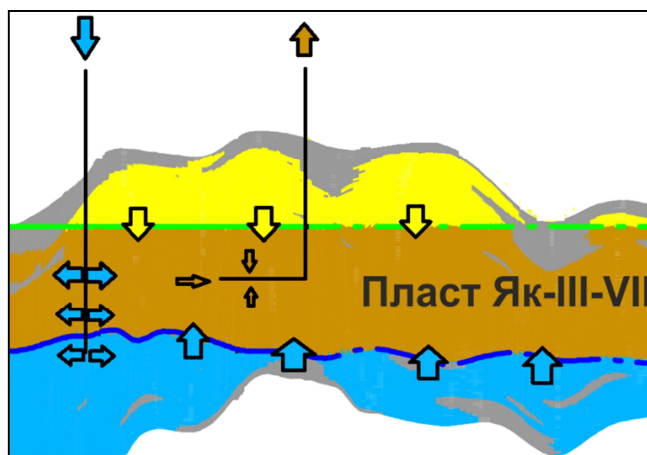


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема процесса разработки объекта Як-III-VII

Одним из потенциально негативных эффектов при данном типе разработки может являться опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (если давление в ГШ окажется ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной

нефти в газонасыщенную зону, что приведет к потере извлекаемых запасов за счет появления остаточной нефтенасыщенности в области ГШ. Таким образом, необходимо контролировать положение контактов и не допускать миграции подвижной нефти в ГШ. В случае перемещения ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант ограничения притока газа в добывающие скважины либо вариант барьерного заводнения.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ.

Прямая оценка количества газа разгазирования, попавшего в ГШ, или добытого в скважинах невозможна, так как по составу газ разгазирования и газ газовой шапки близки друг к другу. Таким образом, невозможно поскважинно разбить попутный добываемый газ на газ разгазирования и газ газовой шапки используя прямые методы оценки. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания.

2.2 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-І

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 78 скважин, в т.ч. добывающих 41, нагнетательных 37.

В добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 тыс.т, жидкости – 6748 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 4 502 тыс.м³, накопленная компенсация отборов закачкой воды составила 33 %.

Текущее пластовое давление равно 19 МПа при начальном пластовом давлении 25,9 МПа и давлении насыщения – 23,9 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами – 1000м, между скважинами – 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м.

Геологические особенности влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

Верхняя часть пласта представляет сложный баровый комплекс, выклинивающийся в северной части месторождения. Здесь выделяются 3 фации (подошвенная часть бара, склоновая часть бара и осевая часть бара), характеризующиеся сильной проницаемостной неоднородностью и ухудшением фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве пласта.

Необходимо также отметить нижний интервал пласта, представляющий собой фацию мелководного шельфа, которая выделяется по всему пласту Нх-I. Данный пропласток обладает крайне низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД) и его разработка крайне затруднена (Рисунок 2.5).

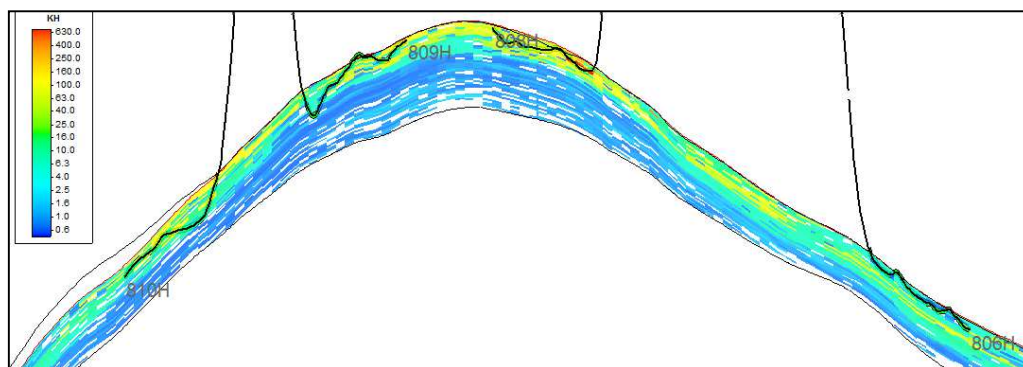


Рисунок 2.5 - Разрез по проницаемости – выделение низкопроницаемой зоны Нх-I

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Жесткий водонапорный режим – режим разработки реализуемый по мере реализации системы ППД;

Режим растворенного газа – данный режим вносит наибольший вклад в энергию пласта из-за низкого уровня компенсации ввиду отработки нагнетательных скважин на нефть.

На Рисунке 2.6 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

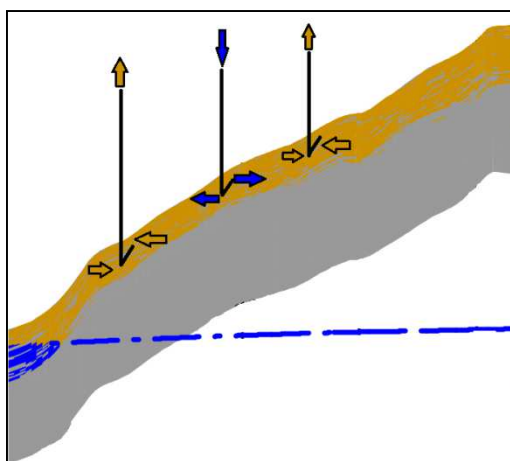


Рисунок 2.6 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-I

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является прорыв воды от нагнетательных скважин, следовательно, необходимо

контролировать давления и профили закачки во избежание образования неравномерного фронта вытеснения и преждевременного роста обводненности.

Так как начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в купольную зону пласта. С учетом крайне малого объема газовой шапки можно считать весь добываемый попутный газ – газом разгазирования.

2.3 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 136 скважин, в т.ч. добывающих 82, нагнетательных 54.

В добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 тыс.т, жидкости – 31144 тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м3.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5 %, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

Накопленная закачка воды по состоянию на 01.01.2015г. составила 19 404 тыс.м3, газа – 1 895 млн. м3, накопленная компенсация отборов составила 32 %.

Текущее пластовое давление на уровне 21 МПа при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и давлении насыщения – 26,3 МПа.

За 2014 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м3, конденсата 490 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут.

Схема размещения скважин – однорядная сетка горизонтальных скважин с расстоянием между рядами и скважинами 1000м в южной подгазовой зоне пласта; блочно-квадратная сетка горизонтальных скважин со стороной квадрата 2000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м по северной части залежи.

Геологические особенности, влияющие на процесс разработки

Пласт характеризуется прибрежно-морской обстановкой осадконакопления, песчаные тела латерально протяженные, хорошо выдержанные и однородные.

В интервале пласта можно выделить 3 основных пропластка сильно отличающихся по ФЕС:

Нх-III – верхний интервал пласта, крайне низкая проницаемость (2 мД)

Суперколлектор (СК) – очень высокая проницаемость (более 400 мД), центральный интервал пласта, за счет высокой проницаемости данный пропласток вносит наибольший вклад в текущую добычу нефти с объекта.

Нх-IV – нижний интервал пласта, сравнительно невысокая проницаемость (25 мД), на севере залежи полностью водонасыщен. Запасы нефти в данно пропласте находятся в южной и центральной подгазовой зоне пласта.

Разрезы по проницаемости для разных участков пласта представлены на Рисунке 2.7.

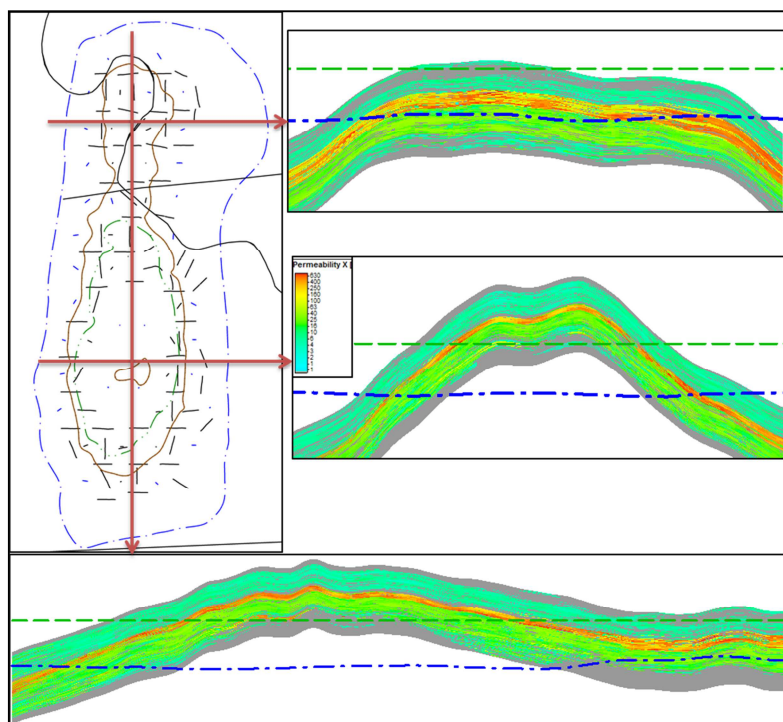


Рисунок 2.7 - Разрез по проницаемости – особенности геологического строения пласта Нх-III-IV

Режим и схема разработки

На объекте действует комбинированный режим разработки включающий в себя:

Газонапорный режим (расширение ГШ) – оказывает значительное влияние на процесс разработки, один из основных источников пластовой энергии;

Упругий водонапорный режим – оказывает слабую поддержку пластового давления по краям залежи;

Жесткий водонапорный режим – режим разработки вносящий значительный вклад в процесс разработки, на данный момент система ППД сформирована не до конца, ожидается перевод из отработки в нагнетание скважин внутриконтурного заводнения;

Режим растворенного газа – по причине снижения пластового давления ниже давления насыщения также составляет значительную часть пластовой энергии.

На Рисунке 2.8 представлена принципиальная схема процесса разработки залежи.

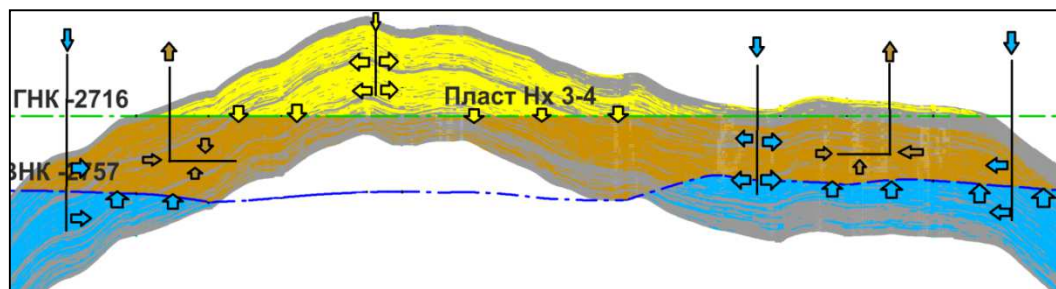


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема разработки объекта Нх-III-IV

Одним из негативных эффектов при данном типе разработки является опережающее снижение давления в газовой шапке за счет прорывов газа в добывающие скважины (давление в ГШ оказывается ниже, чем в нефтенасыщенной зоне) и последующая фильтрация подвижной нефти в газонасыщенную зону, что ведет к потере извлекаемых запасов. Также, учитывая наличие суперколлектора, вероятны быстрые прорывы краевой воды и газа в добывающие скважины вскрывающие СК.

Так как начальное пластовое давление эквивалентно давлению насыщения, а схема разработки предполагает снижение пластового давления до момента завершения формирования системы ППД, то в пласте будет происходить процесс разгазирования нефти и миграции высвободившегося газа в ГШ. Однако на севере залежи возможно образование техногенной ГШ в процессе снижения пластового давления в силу особенностей структуры пласта.

Прямая оценка количества газа разгазирования попавшего в ГШ или добытого в скважинах невозможна. В качестве промежуточного решения, для поскважинного расчета объемов добываемого растворенного газа и газа газовой шапки используется обратный пересчет путем вычета из общего газового фактора значения начального газосодержания

Для минимизации потерь подвижной нефти необходимо контролировать уровень давления в газовой шапке и отслеживать положение ГНК в

наблюдательных и вводимых из бурения скважинах. В случае значительной разницы давления между ГШ и нефтенасыщенной зоной и перемещением ГНК вверх, необходимо рассмотреть вариант увеличения объемов закачки рабочего агента в ГШ либо применение барьерного заводнения.

На данный момент прямые замеры давления в ГШ возможны в области газонагнетательных скважин, по результатам проведенных замеров наблюдается рост давления в газовой шапке (на 01.06.2014 по сравнению с моментом начала закачки газа) с 215 до 225 атм.

2.4 Анализ текущего состояния разработки продуктивного пласта Сд-IX (нефтяной)

Объект введен в разработку в 2013 г.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурены 2 добывающие скважины.

По состоянию на 01.01.2015 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 19,2 тыс.т, жидкости – 36,6 тыс.т.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 0,8 % при текущей обводненности – 48,8%.

За 2014 г. добыча нефти составила 10,9 тыс.т, жидкости – 21,3 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 16 т/сут, жидкости – 30,3 т/сут .

2.5 Объект Дл-I-III

В газовом фонде 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная.

По состоянию на 01.01.2015 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 2 410 млн. м³. свободного газа, обор от НГЗ – 4,5 %. Текущее пластовое давление – 9,1 МПа при начальном пластовом давлении 9,6 МПа.

За 2014 г. из объекта добыли 768 млн. м³ свободного газа при среднесуточном дебите свободного газа 109,4 тыс. м³/сут.

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы свободного газа определяются в зависимости от добычи растворенного газа нефтяных объектов разработки Як-III-VII, Нх-I, Сд-IX и Нх-III-IV, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-III-IV.

На Ванкорском месторождении по состоянию на 01.01.15 ведётся добыча нефти на четырёх объектах разработки: Як-III-VII, Сд-IX, Нх-I и Нх-III-IV. Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV является ЭЦН (99%, 98% и 76% от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77% с конца 2012 года до 24% на начало 2015 года.

3. Исследования и постоянный мониторинг работы горизонтальных скважин

Проектом разработки Ванкорского месторождения предусматривается бурение 468 скважин на продуктивные горизонты Як-III-VII, Нх I, Нх-III-IV, Дл-I-II, Сд-IX, в том числе:

добывающих - 215,
газовых - 14,
нагнетательных - 150,
газонагнетательных - 6,
водозаборных – 73,
наблюдательных - 10.

В Таблице 3.1 представлено количество скважин по объектам разработки.

Таблица 3.1 Назначение и количество скважин Ванкорского месторождения

№ п/п	Показатели	Залежь				
		Як-III-VII	НХ-I	НХ-III-IV	Дл-I-II	Сд-IX
1	Количество добывающих скважин, шт.	94	65	49	-	7
2	Количество нагнетательных скважин, шт.	40	62	48	-	-
3	Количество добывающих скважин с горизонтальным окончанием, шт.	94	65	49	-	7
4	Количество нагнетательных скважин с горизонтальным окончанием, шт.	-	62	-	-	-
5	Количество добывающих наклонно-направленных газовых скважин, шт.	-	-	-	14	-
6	Предусмотренное количество зарезок боковых стволов, шт.	108	0	60	-	-

3.1 Промыслово-геофизические исследования

Промыслово-Геофизические Исследования скважин (ПГИ) – комплексные исследования, проводимые с целью оценки профиля притока/приемистости или технического состояния скважин, в том числе и при многофазных потоках. Результатом интерпретации данных с датчиков скважинного прибора являются скорость и объемное содержание каждого из

компонентов флюида в любой точке исследуемого интервала скважины [1, 2, 3].

Промыслово-геофизические методы являются одним из основных видов контроля за разработкой месторождений. Они включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием аппаратуры на каротажном кабеле или аппаратурой модульного типа, показания которой регистрируются каротажной станцией.

Решение задач промыслово-геофизического контроля за разработкой месторождения осуществляется путем комплексной интерпретации результатов исследований всех методов с помощью современных методических и технических средств, с привлечением материалов по соседним скважинам и промысловых данных.

Контроль за разработкой промыслово-геофизическими методами на Ванкорском месторождении осуществляется с начала эксплуатации месторождения – с 2009 года.

Главной целью промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой является: определение интервалов притока и приемистости в добывающих и нагнетательных скважинах; выявление обводнившихся зон, интервалов заколонных циркуляций, источников обводнения и притока газа, мест негерметичности элементов конструкции скважин.

В стандартный комплекс исследований входит:

- 1) радиоактивный каротаж (ГК);
- 2) термокондуктивная дебитометрия (СТД);
- 3) термометри
- 4) барометрия;
- 5) влагометрия;
- 6) резистивиметрия;
- 7) магнитный локатор муфт (ЛМ);
- 8) механическая расходометрия (РГД)

Термодобитометрия и механическая расходомерия являются прямыми методами определения интервалов или места притока или приёмистости. По РГД производится расчёт профиля притока/приёмистости – распределение долей общего объёма закачиваемого либо приточного флюида по работающим интервалам.

Методом термометрии действующих скважин (высокочувствительная термометрия) измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины. Позволяет определить изменения температуры в процессе разработки залежей (интервалы источников обводнения и притока газа), выявить затрубные циркуляции, подошвы работающих интервалов и места нарушения герметичности эксплуатационной колонны.

Влагометрия и резистивиметрия проводятся с целью определения типа полученных и находящихся в стволе скважины флюидов – нефти, газа, технической/пластовой воды.

Локация муфтовых соединений позволяет определить глубину положения элементов конструкции скважины.

Радиоактивный каротаж при проведении ПГИ проводится с целью привязки каротажа, выделения радиогеохимических аномалий (РГХА) с целью прослеживания уровня ВНК и фронта закачиваемых вод.

Углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж) проводится для оценки текущей нефтегазонасыщенности, определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов, для сопровождения процесса интенсификации добычи нефти.

Подрядчиками по производству ПГИ на скважинах Ванкорского НКГМ являлись компании ОАО «БНГФ»[4], ОАО «БВТ»[5] и «Schlumberger»[6].

Задействованы следующие типы промыслово-геофизической аппаратуры:

- АГАТ-КГ-42-6В;
- СОВА;

- FloScan Imager (FSI).

Скважинная аппаратура АГАТ-КГ-42-6В разработана для исследования горизонтальных стволов нефтегазовых скважин (Рисунок 3.1)

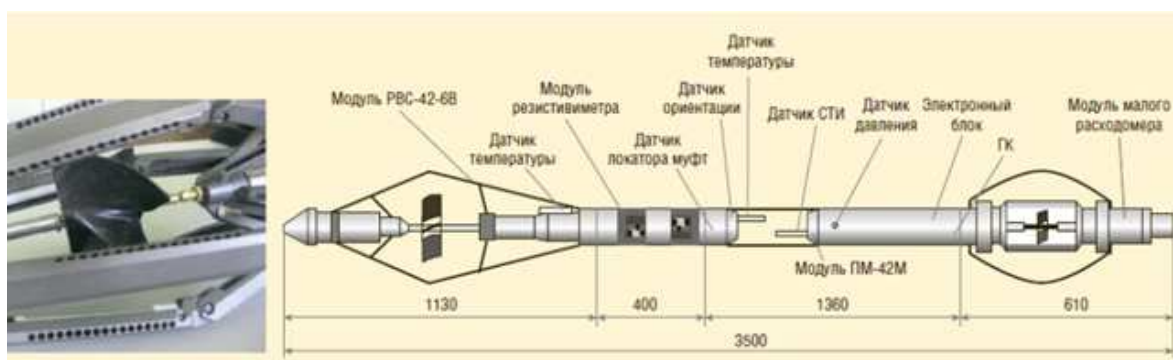


Рисунок 3.1 Прибор АГАТ-42-КГ-6В

. Прибор содержит в своем составе следующий набор датчиков:

- ГК, ЛМ;
- термометр;
- манометр;
- СТИ;
- модуль РГД большого диаметра;
- высокочувствительный модуль РГД малого диаметра;
- резистивиметр;
- влагомер.

Модуль объемной влагометрии 6 датчиков влагомера, распределенных по периметру прибора на выносных кронштейнах. Прибор оснащен двумя пружинными центраторами.

Аналогичный набор датчиков имеет аппаратный комплекс СОВА, за исключением объемной влагометрии.

Прибор FloScan Imager (FSI) создан для оценки сложного многофазного потока в горизонтальных скважинах и скважина с углом отклонения от вертикали более 30°. Он состоит из двух выдвижных лап с датчиками, расположенными в вертикальной плоскости сечения ствола скважины. на одной лапе располагаются 5 механических расходомеров, которые измеряют профиль скорости течения флюида, а на другой две группы из 6 электрических и 6

оптических датчиков, определяющих фазовое содержание воды и газа в скважинном потоке.

На забой геофизические приборы могут быть доставлены несколькими способами, например, с использованием скважинного трактора (Рисунок 3.2). Это стандартный и дешевый метод, который не требует применения дополнительного оборудования. Вместе с тем существует ряд ограничений на его использование, в числе которых внутренний диаметр байпасной трубы, максимальное тяговое усилие, ограничение по максимальному искривлению ствола скважины и низкая скорость каротажа при спуске в скважину.

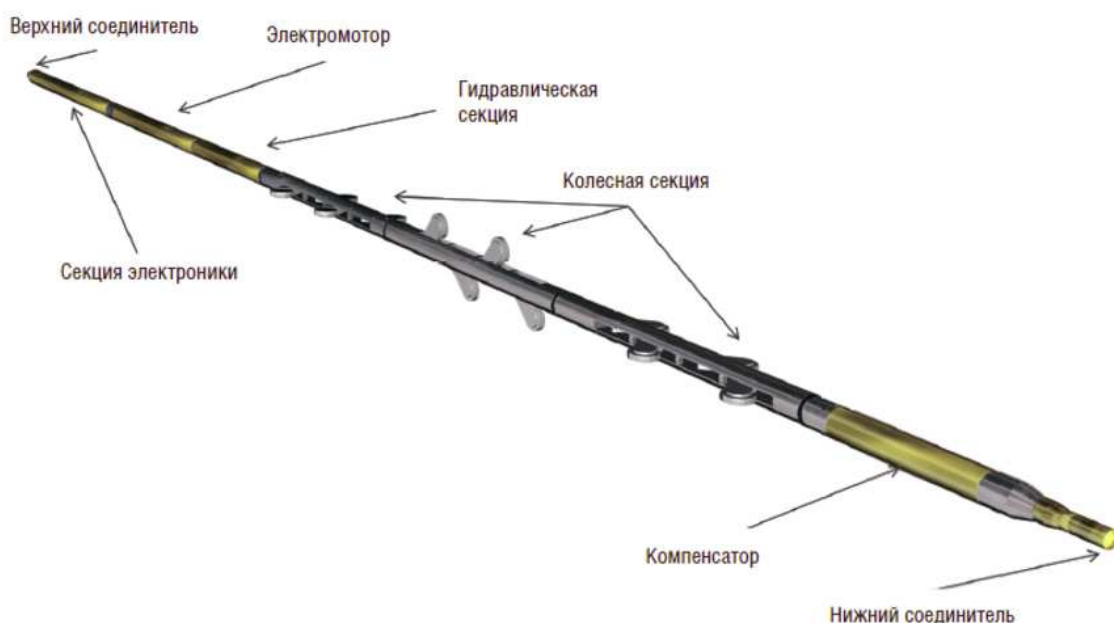


Рисунок 3.2 Скважинный трактор

Второй способ подразумевает использование установки колтюбинга. Его основные преимущества – отсутствие ограничений по диаметру байпасной линии и максимальному искривлению ствола скважины. При использовании колтюбинга параллельно можно проводить другие операции, например кислотную обработку, закачку азота и др.

Говоря о недостатках, стоит отметить, что это более дорогой метод, применение которого требует больше времени на подготовку операций и предусматривает проведение более детальной проработки компоновки внутрискважинного оборудования. Также колтюбинг может создавать эффект свабирования и вызывать нестабильность потока.

Доставка приборов на забой скважин Ванкорского месторождения осуществлялась с помощью ГНКТ и скважинного трактора WellTec [7].

С 2004 по 2008 гг. основной объем промыслово-геофизических исследований приходится на разведочные скважины. После того, как месторождение вступило в промышленную эксплуатацию, в 2009 г. объем исследований резко увеличился (Рисунок 3.3). За период с 1 января 2012 г. по 1 января 2013 г. на Ванкорском НГКМ проведено 96 промыслово-геофизических исследований, по 48 на депрессии и репрессии.

По материалам промыслово-геофизических исследований построены статистические гистограммы расчётных коэффициентов работающих толщин и охвата воздействием. Дальнейшее описание выполненного комплекса промыслово-геофизических исследований скважин приведено отдельно для фонда добывающих и нагнетательных скважин. На Рисунке 3.4 представлено количество ПГИ на депрессии за 2012 год.

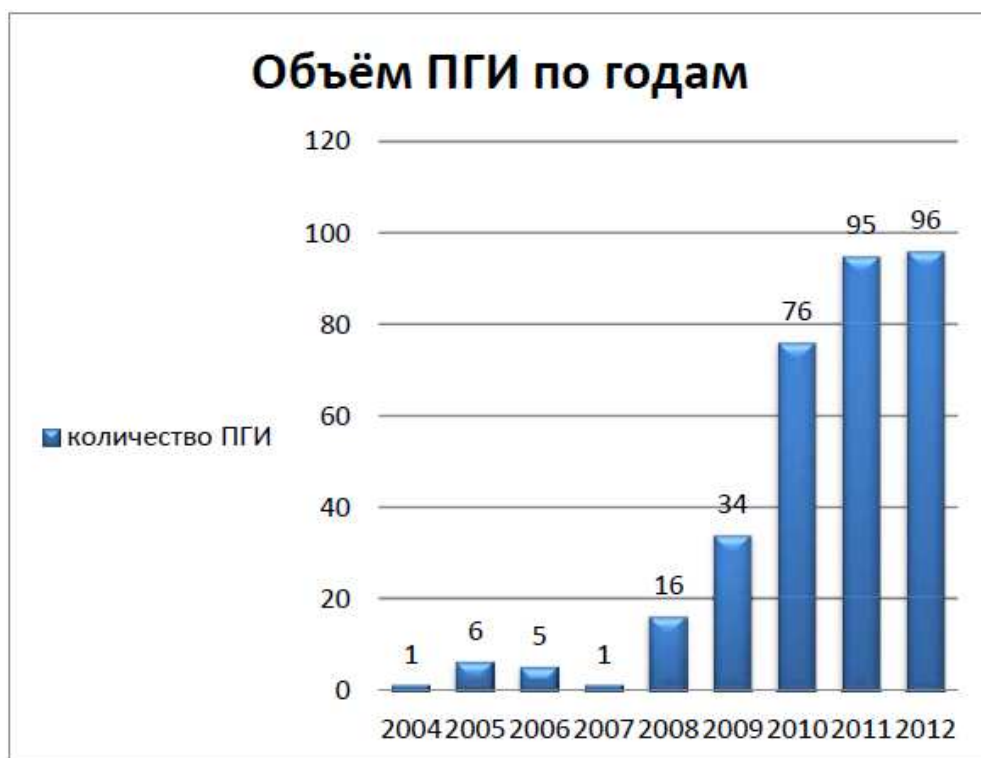


Рисунок. 3.3 Распределение промыслово-геофизических исследований, проведенных на Ванкорском месторождении по годам



Рисунок. 3.4 Количество ПГИ на депрессии, проведенных за период 01.01.2012 – 01.01.2013 гг.

Для пласта Як 3-7 Выбор горизонтальных скважин для проведения ПГИ определялся необходимостью выяснения причин роста газового фактора, а в скважинах №№345, 330 и 346, помимо увеличения содержания газа в составе выходного флюида, и роста обводненности. По ПГИ определены интервалы поступления воды и ориентировочный её дебит на момент проведения исследований. В работе принимала участие вся проницаемая часть коллектора. Газ в ствол скважины поступал из каждого работающего интервала.

Для пласта НХ-1 ПГИ проведено в трёх скважинах, в которых вскрыт пласт: №№710 к5(ГС) (2 ПГИ), 813 к5(ГС) и 711 к100 (ГС). Данные по работающим толщинам не позволяют выявить каких-либо закономерностей в работе пласта, отчасти это происходит по причине технического несовершенства исполнения исследований, отчасти – ввиду малой статистики, объяснимой незначительным количеством фонтанирующих скважин на объекте

За рассматриваемый период на пласт Нх-III-IV проведено наибольшее количество ПГИ в горизонтальным скважинам. Целью проведения работ было определение доли работающей длины скважины. Результаты представлены на Рисунке 3.5

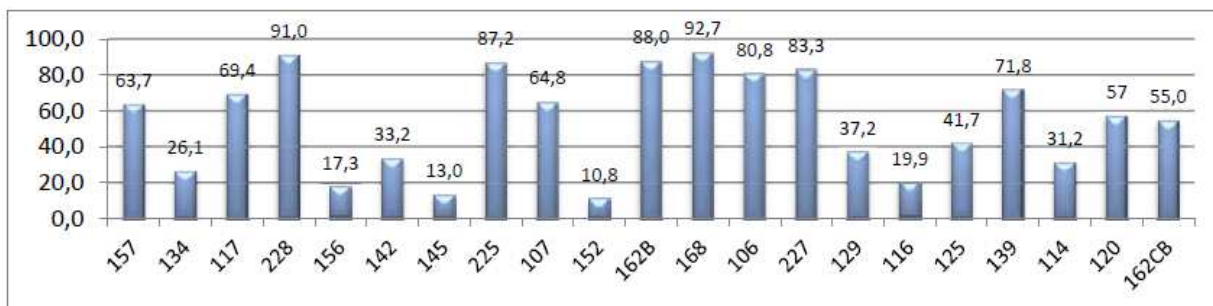


Рисунок 3.5 Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

Охват работой перфорированного интервала или интервала фильтра напрямую зависит от мощности суперколлектора, через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале, этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой. То есть если по скважине, например, №117 коэффициент работающей мощности фильтра составил 63.9%, то можно говорить о том, что $\approx 63.9\%$ фильтра проходит через суперколлектор. Коллектора с меньшей проницаемостью вклад в общий дебит несут незначительный. Как яркий пример можно рассмотреть скв. №145 с Кохв работающей толщины фильтра 12%, доля толщины суперколлектора в фильтре также составляет 12%, границы интервалов притока четко соответствуют границам суперколлектора.

В общем соответствии толщины интервалов притока толщине СК, скважина № 228 смотрится как исключение – в работе принимает участие 90 % длины фильтра, причем СК занимает всего $\approx 30\%$. Закономерность сохраняется только относительно интенсивности притока – максимум соответствует суперколлектору.

В составе притока в каждой из исследованных скважин основную долю занимает нефтяная фаза. Однако по результатам ПГИ притока второй фазы флюида не отмечено только в скважине №156, в прочих скважинах чистой нефти не получено.

Обводнение по суперколлектору происходит в скважинах №134 и №139 - процент обводнения составляет $\approx 22\%$. Источником поступления воды являются наиболее погруженные участки ствола скважины.

В скважине №117 интервал поступления воды по результатам ПГИ определить не удалось по техническим причинам.

В скважине №142 отмечается прорыв газа по суперколлектору, участок соответствует наиболее высокому участку траектории скважины. Погруженные интервалы ствола скважины, так же проходящие через суперколлектор, работают нефтью без признаков наличия газа.

В скважинах №№225 к7, 162в к21, 106 к8, 227 к15, 129 к7, 114 к105 ПГИ проводились с помощью аппаратуры FSI. Результаты показали, что газ, в основном, распространяется по всему фильтру. Скважины, в который приток газа носит локальный характер следующие : №№ 225 (носочная часть фильтра), 106(носочная часть фильтра), 129 (носочная часть фильтра), 114 (СК, погруженная часть фильтра, ближняя к носку). Источник поступления воды и дебит воды в скв. №129 (обводненность по данным тех. режима составляет 11%) локализовать не удалось.

Для фонда нагнетательных скважин ПГИ проводились с целью определения профиля приемистости. На Рисунке 3.6 представлены распределение ПГИ по объектам разработки.



Рисунок 3.6 Количество ПГИ под закачкой за период 01.01.2012 – 01.01.2013 гг.

Наибольшее количество ПГИ под закачкой проведено для пласта ЯК 3-7. ПГИ были проведены с целью определения профиля приёмистости перфорированного пласта. Большой объём исследований под закачкой на пласт ЯКШ-VII определялся задачей выяснения причин неравномерного профиля приёмистости (Рисунок 3.7).

В среднем, доля работающей толщины перфорации составляет 24.8%. Основная причина неравномерного профиля приёмистости для пласта Як III-VII – трещина АГРП.

В качестве примера работы трещины АГРП может быть рассмотрена скважина №354. На первый взгляд, в данной скважине отмечается наиболее полное воздействие на пласт - 89.5% ИП принимает закачиваемую воду. Однако при увеличении Рбуф при закачке до 80атм и выше основной объём жидкости (66%) поглощается трещиной АГРП и увеличивается с дальнейшим увеличением Рзак.

Минимальная эффективность закачки отмечается в скважине №339 к.2 – в работе принимает участие 7.7м из 65м перфорированной толщины. Причиной так же, как и в предыдущем случае, является поглощение основного объёма закачиваемой жидкости трещиной АГРП. Вместе с тем, при снижении Рбуф при закачке до ≈ 80 атм, увеличивается доля поглощения кровельной частью перфорации, находящейся под ГНК.

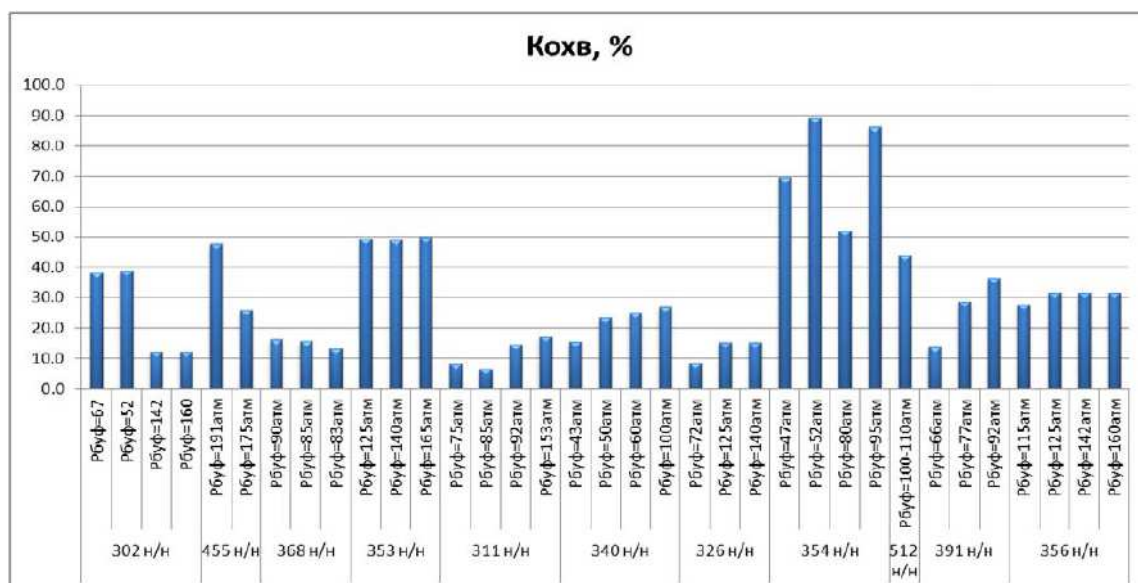


Рисунок. 3.7 Статистика воздействия закачки на вскрытый перфорацией пласт Як-III-VII

С помощью ПГИ контролируется не только равномерность профиля приёмистости, но и техническое состояние скважин, в частности, своевременное выявление интервалов затрубных циркуляций. В случае наличия ЗКЦ проводится оценка её влияния на равномерность закачки с дальнейшим занесением скважины в список кандидатов на РИР, если последние целесообразны. На скважине №355 к.2 исследования проводились в мае и октябре 2012г – до и после РИР. Полученные данные показали эффективно проведенные РИР – ЗКЦ вверх устранена, профиль притока выровнен.

Ремонтные работы, проведенные в 2012г в скважинах №№355, 512 считаются успешными. Нецелесообразны РИР в скв.№№450 и 311. В скважине №369 цель ремонтных работ не достигнута, запланирован повторный КРС.

Таким образом, исследования в горизонтальных добывающих скважинах проводятся в основном с целью определения работающих интервалов и локализация мест прорыва воды или газа для последующих мероприятий ГТМ.

Основными ограничениями по проведению ПГИ является достаточная трудность доставки прибора в горизонтальные скважины. Даже трактора не всегда способны справиться с данной задачей. Еще одним ограничивающим фактором является большие дополнительные трудности при проведении ПГИ в скважинах работающих с помощью механизированных методов добычи. Именно поэтому наибольшее количество ПГИ проведено в пласте НХ-3-4, где значительное количество скважин эксплуатируется фонтанным способом.

3.2 Использование байпасных систем для промыслово-геофизических исследований

Как было показано выше, проведение ПГИ в горизонтальных добывающих скважинах сопряжено с рядом трудностей:

- доставка прибора в горизонтальный ствол,
- стоимость мобилизации сервиса ПГИ и доставке приборов,
- трудности проведения ПГИ в скважинах эксплуатирующихся насосами.

Для решения данных задач предлагается использование байпасных систем для промыслово-геофизических исследований.

Внедрение данных технологий позволит повысить количество исследуемых горизонтальных скважин. В Таблице 3.2 представлена структура добывающего фонда скважин Ванкорского месторождения.

Таблица 3.2 Структура добывающего фонда скважин Ванкорского месторождения.

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як 3-7	пласт Нх 3-4	пласт Сд 9	пласт Нх 1
Эксплуатационный фонд	144	87	-	46
Действующий фонд, в т.ч.	126	71	-	36
УЭЦН	119	21		34
ФОН	7	50		2
Добыча жидкости, т/сут	60309.03	10623.29	-	1316.99
ФОН	1869.12	8491.23	-	307.4
УЭЦН	58439.9	2132.05	-	1009.59
Добыча нефти, т/сут	38314.1	9635.89	-	1286.58
ФОН	1549.2	8319.18	-	306.85
УЭЦН	36764.9	1316.44	-	979.73
Периодический фонд	0	0	-	0
Ликвидированы	6	6	-	6
В накоплении	4	1	-	1
Остановлены	5	0	-	1
В бурении	13	6	-	6
Бездействующий фонд	9	15	-	8

Как видно из данной таблицы, большинство скважин работает с помощью УЭЦН. Это затрудняет проведение ПГИ в данных скважинах. В дипломной работе предлагается в скважины с механизированной добычей устанавливать байпасные системы для возможности проведения ПГИ при работающих насосах.

Подобные технологии уже известны в мировой практике и применяются с растущей тенденцией на месторождениях Российской Федерации. В классическом способе исследования скважин, в том числе и горизонтальных, перед проведением геофизических исследований оборудование, находящееся в скважине, необходимо извлечь, и только потом проводить исследования с использованием так называемых искусственных методов вызова притока с пластов для определения профиля притока, негерметичности колонны и т.д.

Погружное оборудование в основном не отрабатывает свой ресурс в скважине, то есть, по сути, приходится извлекать оттуда фактически работающую установку. Здесь необходимо отметить, что извлеченное оборудование в последующем ремонтируется и после проведения исследований снова спускается в скважину для добычи жидкости..

Байпасные системы производства «Новомет»[8] были разработаны в 2010 году, после чего их успешно внедрили на месторождениях таких подразделений нефтяных компаний, как «ТНК-Уват», «Газпромнефть-Хантос», «РН-Юганскнефтегаз», «Газпром-нефть-Развитие», «Печоранефть», а также на зарубежных месторождениях компании Pacific Rubiales в Колумбии. Основным преимуществом применения байпасных систем производства ЗАО «Новомет-Пермь» является возможность проведения геофизических исследований продуктивных интервалов на работающей погружной установке без ее извлечения из скважины, в том числе и с горизонтальным участком.

В 2012 году специалистами компании была разработана байпасная система с возможностью проведения геофизических исследований на колтюбинговой трубе (Рисунок. 3.8).

Основным узлом, требующим разработки и поиска технических решений, стала каротажная пробка, обеспечивающая герметичность по наружной поверхности пробки и по поверхности колтюбинговой трубы. Данная разработка проводилась в рамках заказа для ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь», в котором предполагалось поставить пять комплектов байпасных систем. Стоит отметить, что заказчику была поставлена со стороны ЗАО

«Новомет-Пермь» только байпасная система с возможностью совместной эксплуатации со стандартным пятым габаритом УЭЦН другого производителя, предоставленным самим заказчиком. Эксплуатация предполагается в обсадной колонне 178 мм. До этого времени компания «Новомет» поставляла полнокомплектные компоновки байпасной системы с УЭЦН собственного производства.



Рисунок. 3.8 Байпасная система для проведения ПГИ

Первое внедрение данной компоновки с возможностью проведения исследований на колтюбинговой трубе проведено в феврале 2013 года на скважине 9208Г куста 920 Нивагальского месторождения ТПП

«Покачевнефтегаз» [9]. Компоновка успешно смонтирована, опрессована и запущена 8 февраля, после чего скважина выведена на режим. В период с 25 по 31 марта были проведены геофизические исследования через байпасную систему с применением колтюбинговой трубы. Заказчиком были поставлены следующие задачи:

- Возможность проведения геофизических исследований без подъема подземного оборудования, также — на работающей УЭЦН с возможностью изменения режимов работы.
- Возможность проведения исследований горизонтального участка скважины длиной до 400 метров.
- Получение достоверных данных по результатам исследований за счет воздействия на продуктивные пласты именно УЭЦН, а не искусственными методами при классических исследованиях.

В итоге были проведены следующие работы:

1. Извлечение заглушающей пробки из тройника байпасной системы с помощью геофизического подъемника со стандартным гибким кабелем и специальным ловильным инструментом.

2. Проведение комплекса геофизических исследований для определения негерметичности и профиля притока продуктивных зон горизонтального ствола скважины с применением каротажной пробки под колтюбинговую трубу.

Исследования проводились с помощью колтюбинговой установки, оснащенной трубой диаметром 25,4 мм, и геофизического прибора «Сова» диаметром 28 мм (также можно проводить исследования с помощью геофизического прибора диаметром до 36 мм).

Исследования включали: отбивку забоя с проведением фоновой записи на остановленной УЭЦН, проведение замеров параметров для определения профиля притока с подъемом и спуском геофизического прибора на запуске УЭЦН на двух режимах работы и на остановленной установке (режим восстановления давления скважины). Каротажная пробка показала свою

работоспособность, обеспечив герметичность при работающей и остановленной УЭЦН на протяжении всего периода проведения исследований.

3. Установка заглушающей пробки в тройник байпасной системы, запуск установки и вывод ее на режим.

Комплекс геофизических исследований с применением колтюбинговой трубы проведен в полном объеме согласно плану работ с положительным результатом, что подтвердило работоспособность байпасной системы и каротажной пробки для колтюбинговой трубы в частности. Все поставленные заказчиком задачи выполнены. Получены результаты, по которым геологической и технологической службам заказчика есть возможность определиться с правильностью выбора типоразмера УЭЦН, а также с более грамотным выбором геолого-технического мероприятия.

Таким образом, внедрение байпасной системы на скважинах Ванкорского месторождения позволит охватить исследованиями ПГИ большее количество скважин и тем самым улучшить контроль за разработкой месторождения.

В качестве ограничения данной технологии следует привести необходимость уменьшать размер УЭЦН, что возможно только будет сделать для низко и среднедебитных скважинах в условиях Ванкорского месторождения.

Еще одним ограничением является необходимость проводить операции по снятию пробки и возвращению ее на место, что значительно повышает риск проведения промыслово-геофизических работ для горизонтальных скважин Ванкорского месторождения.

3.3 Исследования горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных маркеров

Множество вопросов связанных с исследованиями горизонтальных скважин может быть решено с помощью технологии стационарных интеллектуальных химических маркеров притока, установленных на элементах заканчивания [10].

Данная технология предполагает установку специальных полимерных матриц с вшитыми в них интеллектуальными маркерами в каждую зону горизонтальной скважины на оборудовании заканчивания. При этом возможно использовать данную технологию с любой системой заканчивания скважин в том числе с противопесочными фильтрами, с оборудованием МГРП, с гравийной набивкой, цементируемыми хвостовиками, а также с устройствами контроля притока. В случае использования интеллектуальных маркеров притока с противопесочными фильтрами, полимерные матрицы устанавливаются в фильтроэлементы для сетчатых фильтров или между направляющими для проволочных фильтров. В случае заканчивания с муфтами МГРП или устройствами контроля притока, возможна установка полимерных матриц с индикаторами притока на патрубки либо в сами устройства контроля притока (Рисунок 3.9). Затем данные патрубки возможно установить в определенные интервалы вместе с другими элементами заканчивания скважины в зависимости от геологических условий, распределения фильтрационно-емкостных свойств и траектории скважины.



Рисунок. 3.9 Установка маркеров притока в системы заканчивания

Это полоски из полимерных материалов с вшитыми в них маркерами, устанавливаемые в зоне добычи. Данная система разработана для маркировки целевых жидкостей (нефти или воды) в течение определенного периода маркирования. RESMAN может предоставить системы маркировки, подходящие для всех поставщиков оборудования заканчивания, присутствующих на рынке. Крайне важно достичь необходимых характеристик высвобождения маркера в течение его срока использования. Аналогичным образом важно, чтобы расположение систем маркировки в скважине было оптимальным для репрезентативного смачивания и эффективной миграции маркера на поверхность.

Технология интеллектуальных химических маркеров разработана для непрерывной работы с целевым пластовым флюидом (нефтью или водой) в течении достаточно длинного периода времени (до десяти лет для интеллектуальных маркеров на нефть и до семи лет на воду в зависимости от пластовых условий).

Для анализа работы каждого интервала горизонтальной скважины, разработано достаточно большое количество уникальных подписей для "интеллектуальных" химических маркеров: 80 из них разработаны для диффузии при контакте с нефтью и еще 80 для диффузии при контакте с водой. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон (Рисунок 3.10).

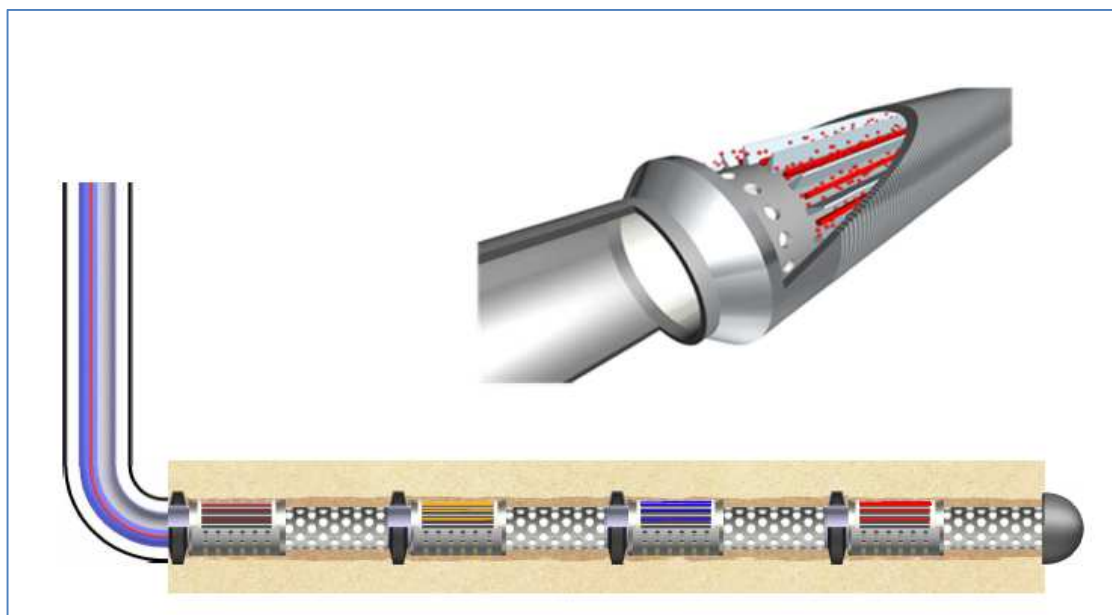


Рисунок. 3.10. Расстановка маркеров в различные интервалы скважины.

Проведение исследования скважин выглядит следующим образом. После спуска оборудования заканчивания с предустановленными в элементы заканчивания полимерных матриц с маркерами притока, скважину ставят на освоение и переводят в дальнейшую эксплуатацию. При контакте с целевым флюидом (водой или нефтью), полимерные матрицы начинают выделять химические маркерв, которые выносятся потоком пластового флюида. (Рисунок 3.11)

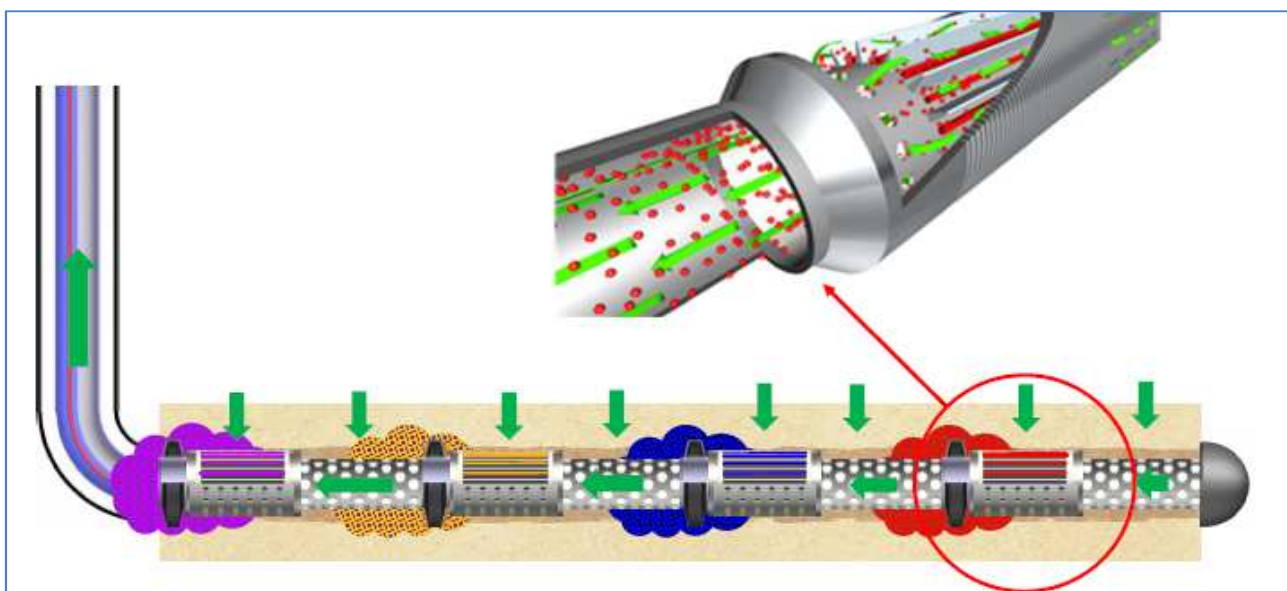


Рисунок. 3.11. Высвобождение маркеров притока при контакте с целевым флюидом и их продвижение по внутрискважинному оборудованию на поверхность.

Производится отбор проб по определенной программе исследования (Рисунок 3.12). Взятые пробы отправляются в физико-химическую лабораторию, где проводится их анализ на содержание молекул-индикаторов (Рисунок 3.13).

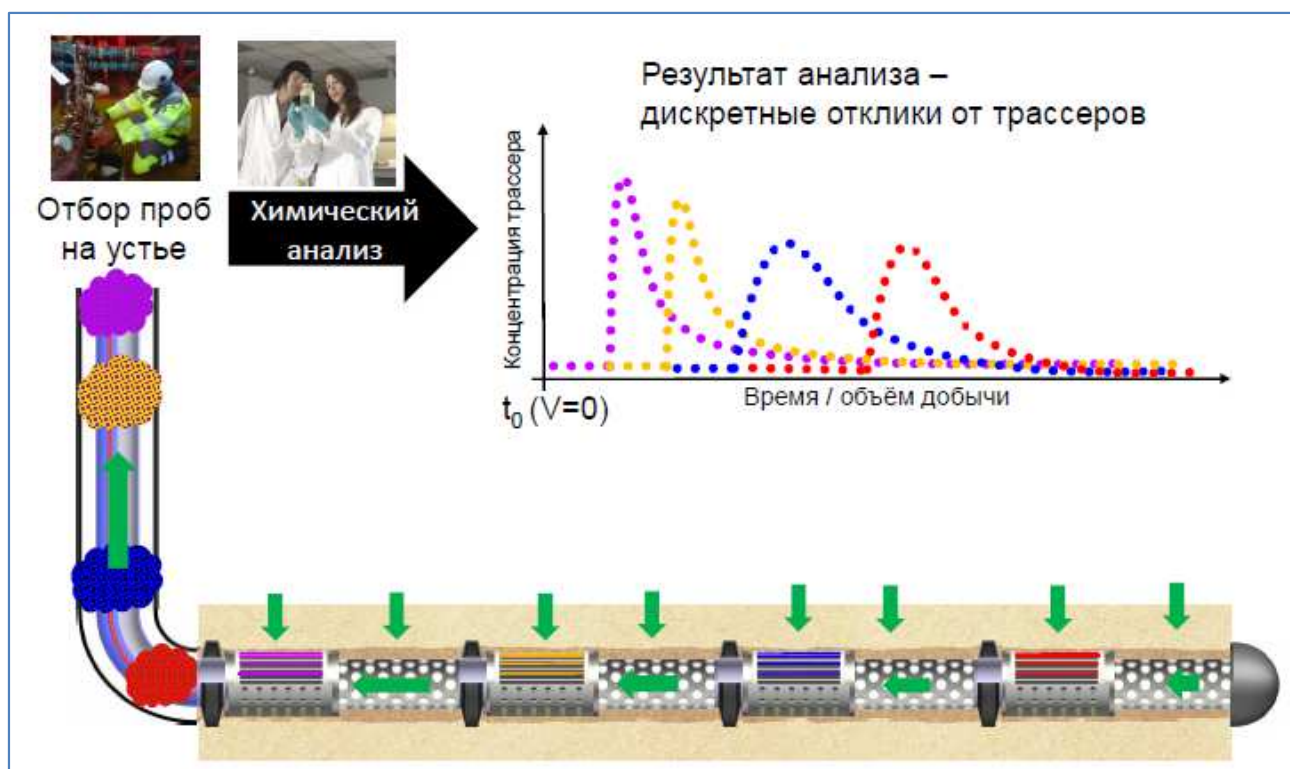


Рисунок 3.12. Проведение исследований.

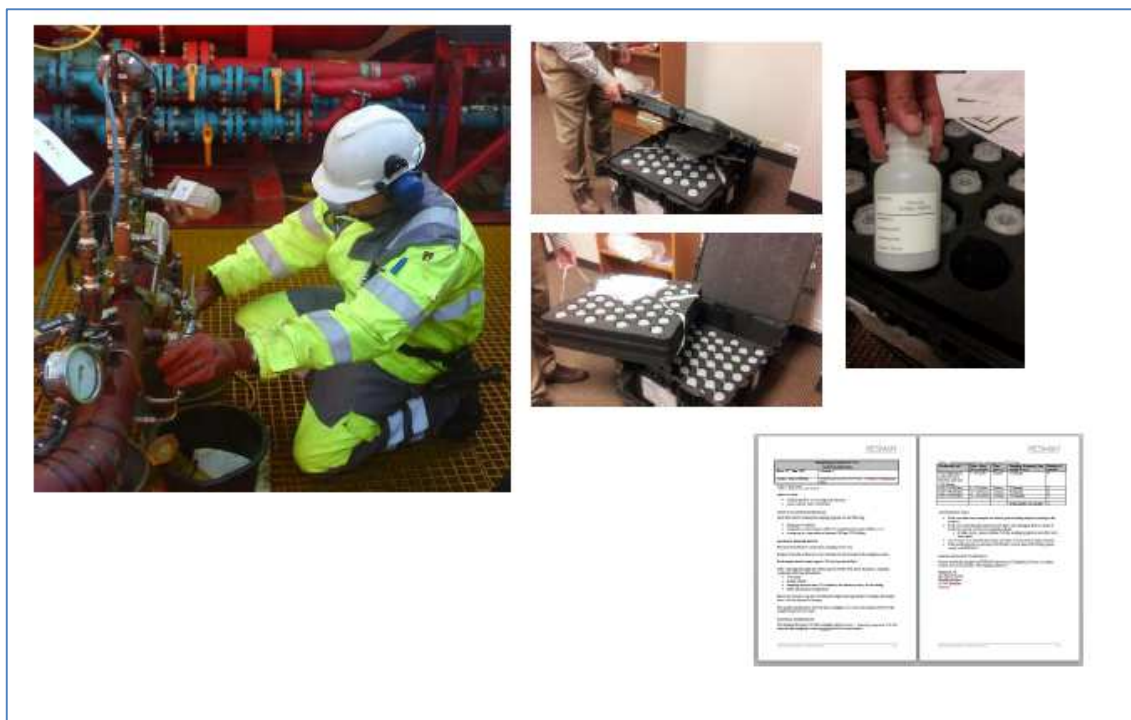


Рисунок 3.13. Отбор проб на устье скважины.

По результатам анализа проб и интерпретации, пишется отчет по работе данной горизонтальной скважины.

Ниже приведены задачи мониторинга для нефтяных скважин Ванкорского месторождения, которые возможно решать с помощью вышеописанной технологии:

Анализ переходных процессов

- Мониторинг очистки скважины;
- Расчет притока нефти, поступающего в различные интервалы;
- Зональная интерференция / переток;
- Мониторинг герметичности пакеров;

Анализ установившегося режима

- Определение прорыва воды;
- Длительный мониторинг нефти и воды;
- Фиксация интервалов прорыва газа.

Для достижения вышеуказанных целей, требуется разработать стратегию мониторинга с технологией притока индикатора, которая будет оптимально

применяться для осуществления вышеуказанных задач мониторинга. Стратегия мониторинга включает в себя:

- Разработку и производство уникальных систем индикации нефти и воды
- Установку системы индикации в носители трассеров, разработку плана размещения трассеров
- Обеспечение программы отбора проб для различных режимов нефтедобычи
- Проведение анализа образцов и интерпретация потока в горизонтальной скважине в течение периода эксплуатации систем индикации

4. Безопасность и экологичность

Нефтяная и газовая промышленности остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и её отдельных объектов. Возможное их воздействие на воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека обусловлено токсичностью природных углеводородов, их спутников, большим разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах.

Все основные производственные процессы нефтяной промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор, транспорт, хранение и переработка нефти и газа) при соответствующих условиях могут нарушать естественную экологическую обстановку. Нефть, углеводороды нефти, нефтяной и буровой шламы, сточные воды, содержащие различные химические соединения, способны опасно воздействовать на окружающую среду и человека.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Работа оператора по добыче нефти и газа связана с постоянным нахождением на открытом воздухе, где он подвергается воздействию различных природных факторов. Наличие в воздухе рабочей зоны очень вредных (CO_2 , H_2S) и горючих (углеводороды и бензиновые фракции) веществ неблагоприятно сказывается на состоянии здоровья и работоспособности оператора.

Холод является одним из основных вредных факторов. Обуславливая общее и локальное охлаждение, он вызывает напряжение различных функциональных систем человека, приводит к снижению работоспособности, увеличению травматизма, нарушению здоровья.

К основным опасным и вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов на нефтегазовых промыслах, относятся:

- выделение вредных веществ;
- повышенная или пониженная температуры рабочей зоны;
- повышенные уровни шума и вибрации на рабочем месте;
- недостаточная освещенность;
- работа с электрооборудованием;
- движущиеся детали машин и механизмов и другие.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [11]

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе

16, средняя температура воздуха зимних месяцев -41С, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [11,12]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации не требует присутствия операторов для контроля основных параметров, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [13].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательные и административно-бытовые помещения оснащены системами отопления и вентиляции. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [14]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме. Для безопасного ведения работ необходимо наличие хорошо отапливаемых помещений в зимнее время, помещение для приема пищи, отдыха и гардеробные для домашней и рабочей одежды, душевые и умывальники с холодной и горячей водой.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м².

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды. [15]

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [16]

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.1. [17]

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические требования условиям труда

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратор, наушники, спецобувь и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения

опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками. [13, 18]

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [19]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 4.2. [20]

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;
- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны - не реже одного раза за смену;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин. [21]

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током. [22]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II. [23]

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II. [24]

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении. [25]

В Таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [21]

Таблица 4.3 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м3 в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в цехе добычи нефти и газа Ванкорского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.
- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для размещения первичных средств пожаротушения в производственных и складских помещениях, а также на территории объектов оборудуются пожарные щиты или пункты (таблица 4.4). [26]

Таблица 4.4 – Перечень противопожарного инвентаря в бригаде

Наименование инвентаря	Количество	Примечание
Щит пожарный	1	
Огнетушитель углекислотный	2	
Огнетушитель порошковый ОХП-10	2	
Ящик с песком или порошковой глиной	1	
Лом	1	
Топор	1	
Багор	1	
Лопата совковая	1	
Лопата штыковая	1	
Кошма	1	2*2 м
Полотно асбестовое	1	1,5*1,5 м

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5 [12].

Таблица 4.5 – Перечень возможных аварийных ситуаций.

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагента	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду- розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории- отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none">- розлив химреагента в помещении УДХ- загазованность помещения- отравление парами химреагента, облив химреагентом
5	Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в помещении- поражение людей продуктами сгорания- загазованность территории и помещения- розлив химреагента
6	Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения- отравление газом, облив нефтью

Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

К основным загрязнителям окружающей среды при строительстве скважины относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- буровые и сточные воды, шлам;
- пластовые минерализованные воды;
- продукты испытания скважины;
- продукты сгорания топлива при работе ДВС и котельных;
- материалы для приготовления и обработки буровых растворов;
- горюче-смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы.

Отведенный земельный участок под строительство буров необходимо отсыпать песком, предварительно очистив его от леса и кустарника. Отсыпанная площадка должна иметь обваловку не менее 1 м для исключения попадания сточных вод под водоемы, а также уклон 3 в сторону амбара.

Во время буровых работ образующиеся сточные воды подлежат очистке и повторному их использованию.

Для сбора и хранения производственно-технологических отходов на территории буровой оборудуется шлаковый амбар.

Земляной амбар должен иметь достаточно высокую обваловку, которая будет устойчива к ливневым водам. Дно и стенки амбара изолируются водонепроницаемой пленкой, чтобы хранящиеся там жидкости не могли проникнуть в грунтовые и естественные водоемы. Вокруг буровой установки должны быть сооружены канавы для удаления сточных вод и промывочной жидкости в амбар. По окончании бурения необходимо произвести вывоз отработанного бурового раствора для повторного использования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние годы доля нефтегазовых месторождений с контактными запасами существенно возросла. Одним из возможных способов повышения эффективности их разработки является использование горизонтальных скважин. Применение горизонтальных скважин направлено на повышение нефтеотдачи и увеличение текущей добычи нефти, расширение области рентабельного применения других методов интенсификации добычи и воздействия на пласты.

Одной из основных проблем при разработке месторождений горизонтальными скважинами является проведение исследований в них. Исследования в горизонтальных добывающих скважинах проводятся в основном с целью определения работающих интервалов и локализация мест прорыва воды или газа для последующих мероприятий ГТМ.

В данной работе предлагается использование технологии стационарных интеллектуальных химических маркеров притока, установленных на элементах заканчивания.

Ниже приведены задачи мониторинга для нефтяных скважин Ванкорского месторождения, которые возможно решать с помощью вышеописанной технологии:

- Мониторинг очистки скважины;
- Расчет притока нефти, поступающего в различные интервалы;
- Мониторинг герметичности пакеров;
- Определение прорыва воды;
- Длительный мониторинг нефти и воды;
- Фиксация интервалов прорыва газ.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

ВДС – волокнисто-дисперсная система
ВНГЗ – водонефтегазовая зона
ВНЗ – водонефтяная зона
ВНК – водонефтяной контакт
ВПП – выравнивание профиля приёмистости
ВУС – вязкоупругий состав
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНК – газонефтяной контакт
ГОС – гелеобразующий состав
ГТЭС – газотурбинная электростанция
КИН – коэффициент извлечения нефти
КИК – коэффициент извлечения конденсата
НГК – нефтегазоконденсатный
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ПАА – полиакриламид
ПАВ – поверхностно-активное вещество
ПГС – полимер-гелевая система
ПДС – полимер-дисперсная система
ПДНС – полимерная дисперсно-наполненная система
ПЗП – призабойная зона пласта
ПОТ – потокоотклоняющие технологии
ППД – поддержание пластового давления
СПС – сшитые полимерные системы
СПГ – силикатно-полимерный гель
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ЧНЗ – чистонефтяная зона
ЭСС – эмульсионно-суспензионная система
ЭЦН – электроцентробежный насос
ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шандрыгин А. Н. Новые возможности мониторинга разработки месторождений углеводородов / А. Н. Шандрыгин, В. В. Тертычный, М. Т. Нухаев // Нефтяное хозяйство – Москва, 2006. – №20. – С. 12–15.
2. Официальный сайт компании Halliburton [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.halliburton.ru/>.
3. Официальный сайт компании Weatherford [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.weatherford.ru/ru/>
4. Официальный сайт компании “Башнефтегеофизика” [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.bngf.ru/>
5. Официальный сайт компании БашВзрывТехнологии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.bvt-s.ru/>
6. Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.slb.com/>
7. Официальный сайт компании Welltec [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.welltec.com/>
8. Официальный сайт компании НОВОМЕТ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.novomet.ru/>
9. Худяков Д. Е. Опыт разработки и внедрения байпасных систем компании «Новомет» //Инженерная практика – Москва, 2011, №4.
10. Официальный сайт компании Resman [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.resman.no/>
11. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
12. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

13. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)
14. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
15. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
16. СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
17. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
18. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
19. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
20. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
21. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
22. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
23. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
24. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
25. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.
26. ПБ 08-624-03 «Требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности.